

doi:10.3969/j.issn.1673-9833.2023.01.004

电网电压不平衡下的 D-PMSWG 系统 MPC-VSG 时域优化控制

张阳¹, 谌安平¹, 程淳²

(1. 湖南工业大学 电气与信息工程学院, 湖南 株洲 412007;
2. 湖南铁道职业技术学院 轨道交通装备智能制造学院, 湖南 株洲 412001)

摘要: 当电网电压不平衡时, 传统的 VSG 恒定有功以及恒定无功控制策略, 在电网电压跌落和恢复期间频率响应和暂态稳定性欠佳。为解决这一问题, 提出了一种电网电压不平衡下的直驱永磁同步风力发电 (D-PMSWG) 系统 MPC-VSG 时域优化控制策略。该策略将不平衡电网电压下的虚拟同步机控制 (VSG) 与模型预测控制 (MPC) 相结合, 并对 VSG 转子运动方程的转子角频率与转矩建立了 MPC 预测模型, 通过优化预测时域, 调整了频率环节、阻尼环节和反馈控制惯量环节系数, 得到了最优预测时域输出向量以及下一时刻的控制输入向量。与传统方法相比, 所提出的方法在电压跌落、电压恢复瞬间的频率响应, 以及功率的暂态特性, 都得到了良好的改善。最后, 在 Matlab/Simulink 中验证了不同控制目标下该控制策略的正确性和有效性。

关键词: 直驱永磁同步风力发电系统; 电网电压不平衡; 模型预测控制; 虚拟同步发电机; 时域优化

中图分类号: TM712.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1673-9833(2023)01-0022-09

引文格式: 张阳, 谌安平, 程淳. 电网电压不平衡下的 D-PMSWG 系统 MPC-VSG 时域优化控制 [J]. 湖南工业大学学报, 2023, 37(1): 22-30.

MPC-VSG Time Domain Optimal Control of D-PMSWG System Under an Unbalanced Grid Voltage

ZHANG Yang¹, CHEN Anping¹, CHENG Zhun²

(1. College of Electrical and Information Engineering, Hunan University of Technology, Zhuzhou Hunan 412007, China;
2. College of Rail Transit Equipment Intelligent Manufacturing, Hunan Railway Professional Technology College, Zhuzhou Hunan 412001, China)

Abstract: In view of the problem of a poor frequency response and transient stability during the power grid voltage drop and recovery found in traditional VSG constant active power and constant reactive power control strategies under the condition of an unbalanced grid voltage, an MPC-VSG time domain optimal control strategy has thus been proposed for direct driven permanent magnet synchronous wind power generation (D-PMSWG) system

收稿日期: 2022-06-30

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (51907061); 湖南铁道职业技术学院科研基金资助项目 (KJ202101)

作者简介: 张阳 (1988-), 男, 山东潍坊人, 湖南工业大学副教授, 博士, 主要研究方向为电力电子变换与控制技术,
E-mail: 459387623@qq.com

通信作者: 程淳 (1988-), 女, 湖南长沙人, 湖南铁道职业技术学院讲师, 硕士, 主要研究方向为电力电子与电力传动,
E-mail: 120277982@qq.com

under an unbalanced grid voltage. With virtual synchronous machine control (VSG) under an unbalanced grid voltage combined with model predictive control (MPC), by optimizing the prediction time domain, the coefficients of frequency link, damping link and feedback control inertia link are adjusted to obtain the optimal prediction time domain output vector and the control input vector at the next moment. Compared with traditional methods, the proposed method is characterized with an improvement of the frequency response and power transient characteristics at the moment of the voltage drop and recovery. Finally, the accuracy and validity of the control strategy under different control objectives can be verified in Matlab/Simulink.

Keywords: direct-drive permanent magnet synchronous wind generator system; unbalanced grid voltage; model predictive control; virtual synchronous generator; time domain optimization

1 研究背景

由于直驱永磁同步风力发电 (direct-drive permanent magnet synchronous wind generator, D-PMSWG) 系统省去了齿轮箱等易损部件, 大大降低了维护成本, 且该系统采用全功率变流器将电网与发电机隔离, 具有较强的故障穿越能力, 因此得到了广泛的应用^[1-2]。永磁同步发电机, 以其自身的阻尼和惯性在维持电力系统稳定运行中起到了重要作用^[3]。然而, 由于风电渗透率不断增加, 风电系统与电网通过电力电子逆变接口连接, 使得逆变器具有的无阻尼、低惯性等特点对维持电力系统的稳定具有不利影响。而采用虚拟同步发电机 (virtual synchronous generator, VSG) 技术, 可使并网逆变器模拟同步发电机运行机理, 产生类似同步发电机的运行特性, 可以提高并网逆变器的抗干扰能力, 增强电力系统的稳定性, 以及向电网提供一定的电压和频率支撑作用^[4]。目前, 该控制策略受到了广大学者的关注^[5]。

在实际电力系统运行中, 电网电压跌落状况时有发生。在电网电压对称故障下, 相关文献采用相量限流技术和虚拟电阻法分别限制 VSG 的暂态峰值电流和稳态峰值电流^[6-7]; 还有文献将电压幅值控制和有功控制或者相位跟踪相结合, 以抑制故障瞬间和故障切除瞬间产生的电流冲击和故障期间的稳态电流, 减弱切换过程中的过电流问题^[8-9]。在电网电压不对称故障下, 需要将 VSG 输出三相电压电流进行正负序分离以使输出电流三相平衡, 减小有功振荡和无功振荡等^[10], 采用 1/4 周期法、降阶广义积分器 (reduced order generalized integrator, ROGI)、陷波器、二阶广义积分器等, 皆可以对正负序分量进行提取^[11-14]。负序电流的抑制是达到控制目的的关键一步, 通过准比例谐振控制器产生负序电压, 或在电流内环参考指令生成环节中, 引入两倍工频谐振频率的谐振滤波环

节, 以及电压相位补偿技术, 皆可以实现对负序电流的抑制^[15-17]。已有文献同时考虑到电网电压不平衡工况下输出有功功率和无功功率振荡等问题, 并提出了有效的解决方案^[11, 18]。但上述研究对电网电压跌落和恢复瞬间所存在的暂态稳定性问题和频率响应问题上还存在不足之处。

对于系统扰动期间以及并/离网瞬间的暂态稳定性和频率响应等问题, 有相关文献将模型预测控制 (model predictive control, MPC) 算法运用到 VSG 控制中。其结合方式分为两类: 一类是将 VSG 的 PI 控制内环由 FCS-MPC (finite-control-set model predictive control, FCS-MPC) 取代^[19-22]; 另一类是基于 VSG 的转子运动方程, 对 VSG 拓扑中的有功功率与频率, 或者转矩与频率建立预测模型^[23-27]。但以上文献均只考虑了系统扰动期间以及并/离网瞬间, 而未考虑电网电压跌落和恢复瞬间。

本文拟针对 D-PMSWG 系统在电网电压不平衡时的 VSG 恒定有功和恒定无功控制中, 电压状态切换过程中频率响应不理想和暂态稳定性问题^[11-18], 提出了电网电压不平衡工况下的 MPC-VSG 时域优化控制策略。该策略采用陷波器将电网电压及电流分量正负序分离, 通过设置不同的电流参考指令, 实现对电网电压不平衡下的有功功率振荡和无功功率振荡的有效抑制, 并基于 VSG 转子运动方程, 对转子角频率与转矩建立 MPC 预测模型, 且对该 MPC-VSG 模型的预测时域进行了改进, 以对电压波动期间产生的频率偏差进行实时补偿, 改进了下一时刻最优预测控制输入向量以及最优预测时域输出向量, 在实现了 VSG 于不平衡电网下恒定有功和恒定无功控制的基础上, 提高了电网电压状态切换期间的暂态特性和频率响应性能。最后, 在 Matlab/Simulink 中, 验证了所提出的 MPC-VSG 时域优化控制策略的正确性和有效性, 以期改进电网电压不平衡时的运行稳

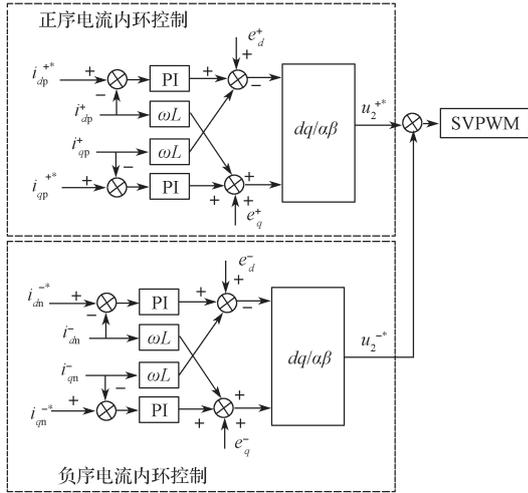


图3 VSG 正负序电流内环控制模块框图

Fig. 3 Block diagram of VSG positive and negative sequence current inner loop control modules

3.2 电网电压不平衡时的 VSG 预测模型及其离散化

电网电压不平衡时, 电网电压的波动会导致 VSG 的输出功率相应地随着 PCC 点电压改变, 输出功率的波动也会导致严重的频率波动。

为了能有效抑制频率波动, 将频率偏差 $\Delta\omega$ 、机械转矩变化值 ΔT_m 、电磁转矩变化值 ΔT_e , 引入价值函数中, 并通过改进控制时域实现期望的控制目标。设 ΔT_{fd} 为控制变量, 则有

$$\Delta T_{fd} = T_m - T_0 = \Delta P / \omega_0. \quad (5)$$

式中: $T_0 = P^* / \omega_0$, 为额定转矩; ΔP 为发电机功率变化量。

首先, 要建立 MPC-VSG 的数学模型, 根据式(1)和(5)可得到如下 VSG 状态空间模型:

$$\begin{cases} \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{-D}{J}\Delta\omega + \frac{1}{J}\Delta T_m - \frac{1}{J}\Delta T_e, \\ \Delta T_{fd} = g\Delta\omega. \end{cases} \quad (6)$$

式(6)中: g 是角频率静态特性系数, 用于反映输出转矩增量 ΔT_{fd} 与角频率增量 $\Delta\omega$ 之间的关系, 本文选取 $g=0.01$ 。

由式(6)能得出如下结论: 输出转矩之中的波动会同时导致一次侧与二次侧产生更严重的频率波动, 会对控制系统性能造成影响, 因此电磁转矩变量 ΔT_e 可以被视为扰动输入, ΔT_m 可以被看作可控的输入变量。

由式(6)可推导出离散状态方程为

$$\begin{cases} \Delta\omega(k+1) = A_d\Delta\omega(k) + B_d\Delta T_m(k) + D_d\Delta T_e(k), \\ \Delta T_{fd}(k) = C_d\Delta\omega(k). \end{cases} \quad (7)$$

式(7)中: $A_d = -D/J$, $B_d = 1/J$, $D_d = -1/J$, $C_d = g$ 。

频率、机械转矩和电磁转矩变化量可表示为

$$\begin{cases} \Delta\omega(k) = \omega(k) - \omega(k-1), \\ \Delta T_m(k) = T_m(k) - T_m(k-1), \\ \Delta T_e(k) = T_e(k) - T_e(k-1). \end{cases} \quad (8)$$

3.3 预测时域优化控制

在所有的模型预测控制参数中, 对预测控制性能影响最大的是预测时域的选取。预测时域和控制时域的选取对电网电压跌落及恢复时的轨迹跟踪精度和稳定性有很大影响。采样时间是预测时域选取的基准。若预测时域选取过小, 虽然提高了频率响应速度, 但无法满足系统稳定性和约束条件; 如果预测时域选取过大, 动态过程稳定性效果虽然更好, 但响应速度欠佳^[29]。对于预测时域的控制, 需要用到的参数有预测时域的采样周期 T_s 、模型摆动持续时间 T 、模型长度 P 、预测时域 N_y 和控制时域 N_u 等。

对于每一个离散时间步长 k , VSG 的输入和输出会反馈给 MPC-VSG 控制器, 并计算未来一个离散时间段内 ($k+1, k+P(k)$) 的代价函数最小的控制策略。 $P(k)$ 是当前离散时间步长 k 的预测范围, 可被表示为

$$P(k) = (t_{\text{end}} - t_{\text{curr}}) / T_s. \quad (9)$$

$$\begin{cases} k = t_{\text{curr}} / T_s, \\ k_{\text{end}} = t_{\text{end}} / T_s. \end{cases} \quad (10)$$

式(9)(10)中: t_{curr} 为当前时间; t_{end} 为最后时间; T_s 为采样时间; k_{end} 为当 $t_{\text{curr}}=t_{\text{end}}$ 时的最后步长。

通常情况下, T_s 的选取是非常关键的一步, 适当地将 T_s 取小, 能够提高精度, 并在一定程度上抑制扰动。但是, 如果 T_s 选取过小, 会使得模型长度 P 变长, 增加模型的复杂度, 且会使得控制作用无法取得底层回路的响应。模型长度一般是在 25~50 之间选取, 在第一个时间步长 $k=k_0$, 即 $t_{\text{curr}}=t_0$ 时, 用 P_{max} 表示最大预测时域, P_{min} 表示用常量定义的最小预测时域。

$$\begin{cases} P_{\text{min}} = 25, \\ P_{\text{max}} = T / T_s. \end{cases} \quad (11)$$

当 $k \geq k_{\text{end}} - 10$ 时, 输出的预测时域 $N_y = P_{\text{min}}$ 。当 $N_y \geq P_{\text{max}}$ 时, 输出的预测时域 $N_y = P_{\text{max}}$; 当 $N_y \leq P_{\text{min}}$, 输出的预测时域 $N_y = P_{\text{min}}$ 。

系统预测时域为 N_y , 控制时域为 N_u , 系统在预测时域内的输出量可以表示为

$$Y = F * \Delta\omega(k) + \Phi * \Delta U. \quad (12)$$

式(12)中:

$$Y(k) = \begin{bmatrix} y(k+1/k) \\ y(k+2/k) \\ \vdots \\ y(k+N_y/k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta T_{fd}(k+1/k) \\ \Delta T_{fd}(k+2/k) \\ \vdots \\ \Delta T_{fd}(k+N_y/k) \end{bmatrix}, \quad (13)$$

$$\mathbf{F}(k) = \begin{bmatrix} C_d A_d \\ C_d A_d^2 \\ \vdots \\ C_d A_d^{N_y} \end{bmatrix}, \quad (14)$$

$$\Delta \mathbf{U}(k) = \begin{bmatrix} \Delta u(k/k) \\ \Delta u(k+1/k) \\ \vdots \\ \Delta u(k+N_u/k) \end{bmatrix}, \quad (15)$$

$$\Phi_B = \begin{bmatrix} C_d B_d & 0 & 0 & 0 \\ C_d A_d B_d & C_d B_d & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ C_d A_d^{N_u-1} B_d & C_d A_d^{N_u-2} B_d & \dots & C_d B_d \\ C_d A_d^{N_u} B_d & C_d A_d^{N_u-1} B_d & \dots & C_d A_d B_d \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ C_d A_d^{N_y-1} B_d & C_d A_d^{N_y-2} B_d & \dots & C_d A_d^{N_y-N_u-1} B_d \end{bmatrix}. \quad (16)$$

$$\Phi_D = \begin{bmatrix} C_d D_d & 0 & 0 & 0 \\ C_d A_d D_d & C_d D_d & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ C_d A_d^{N_u-1} D_d & C_d A_d^{N_u-2} D_d & \dots & C_d D_d \\ C_d A_d^{N_u} D_d & C_d A_d^{N_u-1} D_d & \dots & C_d A_d D_d \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ C_d A_d^{N_y-1} D_d & C_d A_d^{N_y-2} D_d & \dots & C_d A_d^{N_y-N_u-1} D_d \end{bmatrix}. \quad (17)$$

将进行时域优化后的各个参数应用于式(18)~(24)中,可优化下一时刻的预测控制输入向量,并使得代价函数获得最优解。

3.4 MPC-VSG 反馈控制器

本研究拟通过优化预测时域以优化下一时刻最优的输入转矩向量,进而改善系统在电压状态切换期间的频率响应性能以及暂态特性。因此,在其代价函数中考虑了VSG的频率偏差 $\Delta\omega$ 和电磁转矩变化率 ΔT_m 。通过 $\Delta\omega$ 求得下一时刻 ΔT_m 的参考值,使被控对象在未来 N 个时刻内系统保持稳定。代价函数的向量形式见式(18),其中,第一项的作用是让转矩的实际轨迹跟踪期望轨迹;第二项的作用是在控制时域内调节控制量的变化幅度,增强系统在电压状态变化时的稳定性。

$$\min_{\Delta \mathbf{U}} J = (\mathbf{Y}_{\text{ref}} - \mathbf{Y})^T \mathbf{Q} (\mathbf{Y}_{\text{ref}} - \mathbf{Y}) + \Delta \mathbf{U}^T \mathbf{R} \Delta \mathbf{U}. \quad (18)$$

式(18)中: \mathbf{Q} 与 \mathbf{R} 分别为由状态空间方程系数矩阵构成的对角矩阵表示的误差权重系数矩阵与控制权重系数矩阵,本研究根据系统实际运行状况,结合经验调节; \mathbf{Y}_{ref} 与 \mathbf{Y} 分别为转矩期望值构成的给定向

量和转矩实际值构成的实际向量; $\Delta \mathbf{U}$ 为预测控制输入向量,经二次求解后的 $(k+1)$ 时刻的最优表达式如下:

$$\Delta \mathbf{U} = (\Phi_B^T \mathbf{Q} \Phi_B + \mathbf{R})^{-1} \Phi_B^T \mathbf{Q} (\mathbf{Y}_{\text{ref}} - \mathbf{F} \mathbf{X} - \Phi_D \Delta \mathbf{D}), \quad (19)$$

式(19)中: \mathbf{F} 为预测域阻尼惯量比系数组成的向量; \mathbf{X} 为状态变量组成的向量; $\Delta \mathbf{D}$ 表示相近的两段时间内 ΔT_c 差值。

由式(19)可以得到 $(k+1)$ 时刻的预测控制输入向量,为

$$\Delta u(k_i) = [1 \ 0 \ \dots \ 0 \ 0] (\Phi_B^T \mathbf{Q} \Phi_B + \mathbf{R})^{-1} \Phi_B^T \mathbf{Q} \cdot (\mathbf{Y}_{\text{ref}} - \mathbf{F} \mathbf{X} - \Phi_D \Delta \mathbf{D}). \quad (20)$$

令

$$\mathbf{S} = [1 \ 0 \ \dots \ 0 \ 0] \left((\Phi_B^T \mathbf{Q} \Phi_B + \mathbf{R})^{-1} \Phi_B^T \mathbf{Q} \right), \quad (21)$$

则有

$$\Delta u(k_i) = \mathbf{S} \mathbf{Y}_{\text{ref}} - \mathbf{S} \mathbf{F} \mathbf{X} - \mathbf{S} \Phi_D \Delta \mathbf{D}, \quad (22)$$

$$\begin{cases} H = |\mathbf{S}|, \\ K_T = H, \\ K_e = H |\mathbf{F}|, \\ K_\omega = H |\Phi_D|. \end{cases} \quad (23)$$

在下一时刻最优预测控制输入向量中,引入频率环节、阻尼环节、反馈控制惯量环节系数,分别用 K_T 、 K_e 和 K_ω 表示,本文通过改进 \mathbf{F} 、 Φ_B 以及 Φ_D 矩阵内的预测时域,进而改进频率环节、阻尼环节、反馈控制惯量环节系数,从而优化了下一时刻控制时域的控制输入。根据式(8),得到MPC-VSG反馈控制器的结构方程如下:

$$\begin{cases} \Delta \omega(k+1) = (A_d - B_d K_\omega) \Delta \omega(k) + \\ B_d K_T \Delta T_m(k) + (D_d - B_d D) \Delta T_c(k), \\ \Delta T_{td}(k+1) = C_d \Delta \omega(k+1). \end{cases} \quad (24)$$

式(24)表述的反馈过程考虑到VSG惯量与阻尼特性,可通过改变 K_T 、 K_e 和 K_ω 参数取值来对系统的固有特性进行调节,并对系统状态偏差进行惩罚,且在下一周期进行补偿。通过式(24)可以得知 $(k+1)$ 时刻 ΔT_{td} 与 $\Delta \omega$ 呈线性关系,只需要调节上述参数就能对转矩偏差进行补偿。

该MPC-VSG时域优化控制能使系统频率稳定在一定范围内,当其超过VSG可调整范围时,VSG输出其允许输出的最大值,使电网电压状态切换的暂态过程中系统尽可能稳定。图4为所提出控制策略的控制框图。

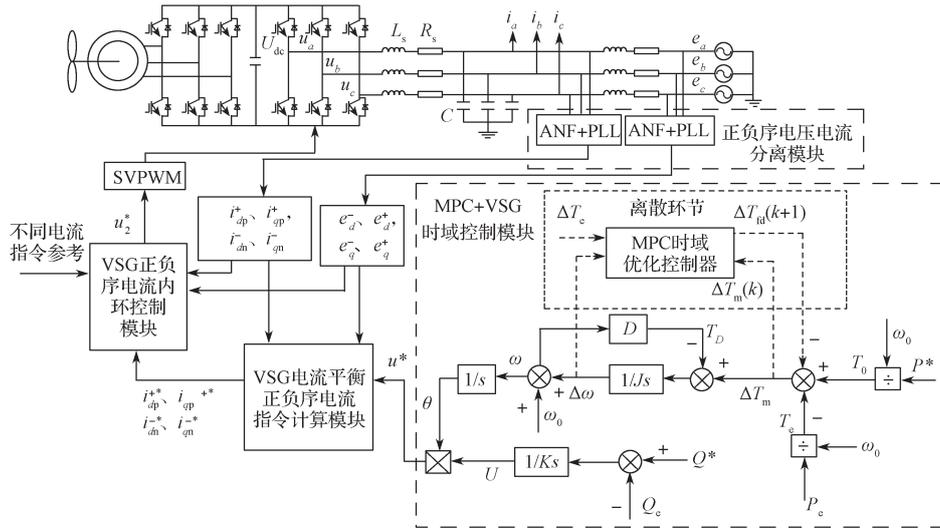


图 4 电网电压不平衡下 MPC-VSG 时域优化控制框图

Fig. 4 Block diagram of MPC-VSG time domain optimal control under an unbalanced grid voltage

在图 4 所示控制框图的逆变器拓扑结构部分中, U_{dc} 为直流母线电压, u_a 、 u_b 和 u_c 为并网逆变器输出三相电压, L_s 、 R_s 和 C 分别为滤波电感、滤波电感内阻以及滤波电容, i_a 、 i_b 和 i_c 为并网逆变器输出三相电流, e_a 、 e_b 和 e_c 为电网的三相电压。

4 仿真结果与分析

为了验证所提电网电压不平衡下 MPC-VSG 时域优化控制策略的正确性与可行性, 在 Matlab/Simulink 软件环境下搭建了图 4 所示的 D-PMSWG 风电系统 MPC-VSG 控制模型, 仿真主要参数如表 1 所示。

表 1 系统仿真主要参数

Table 1 Main parameters of simulation system

参数	取值	参数	取值
直流电压 /V	700	滤波器滤波电容 / μ F	40
交流相电压有效值 /V	220	有功功率 /kW	20
滤波器电感感抗 /mH	2	无功功率 /kVar	20
滤波器电感内阻 / Ω	10		

对不平衡电网电压下 MPC-VSG 时域优化控制策略进行仿真验证, 仿真时长为 4.50 s, 其中 0~1.50 s 电网电压平衡; 1.50~3.00 s 内电网电压单相跌落, A、C 相电压保持不变, B 相电压幅值跌落至额定电网电压的 50%, 3.00 s 后电网电压回归正常, 电压跌落时序如图 5 所示。

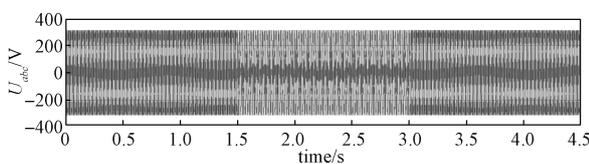
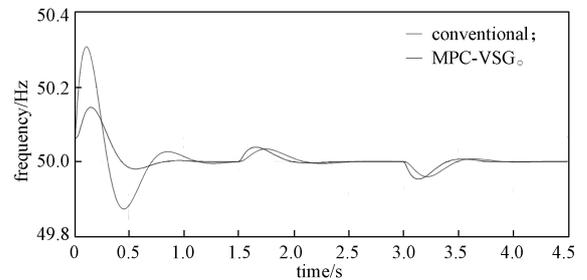


图 5 电压跌落时序图

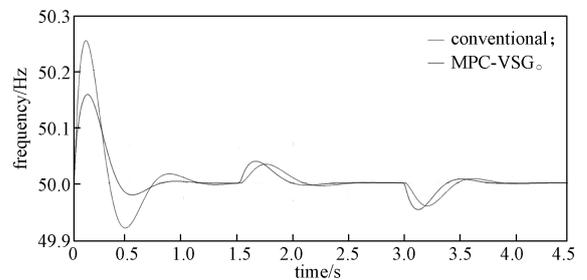
Fig. 5 Voltage drop sequence diagram

本文将传统的不平衡电网电压下的 VSG 控制与所提 MPC-VSG 时域优化控制的仿真结果进行了对比。图 6~8 分别为频率响应、有功功率和无功功率波形, 其中的图 a 和图 b 分别表示在恒定无功和以恒定有功控制目标下的上述波形。

图 6 给出了不平衡电网电压下的 MPC-VSG 时域优化控制和传统不平衡 VSG 控制方法在两种不同控制目标下的系统频率动态响应变化波形。



a) 以恒定无功为控制目标



b) 以恒定有功为控制目标

图 6 频率响应仿真波形对比图

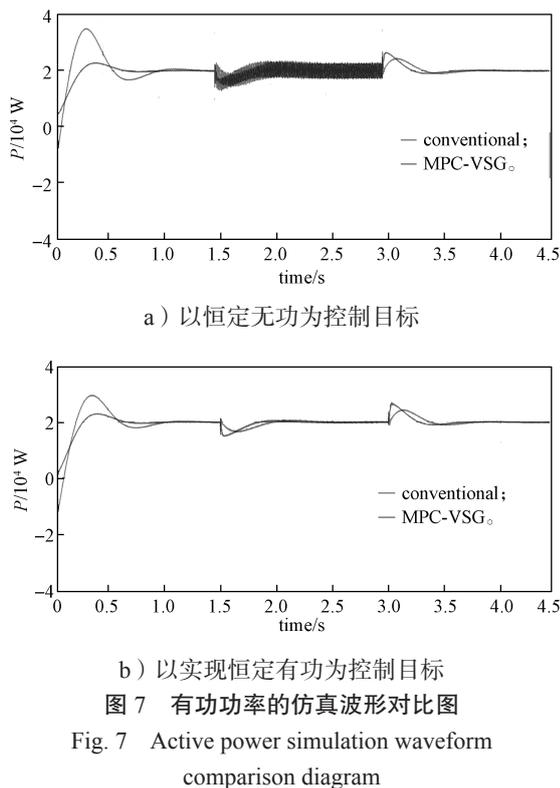
Fig. 6 Comparison of frequency response simulation waveforms

由图 6 可得: 图 6a 中频率的最大值较传统方法减小了 0.10 Hz, 在 1.50 s 发生电压跌落时, 所提控

制策略频率响应速度较传统方法要快 0.10 s, 分别在第 2.05 s 和 2.15 s 趋于稳定; 在第 3.00 s 电网电压恢复时, 两种控制方法分别在第 3.46 s 和第 3.55 s 达到稳态, 电网电压跌落及恢复时刻的频率响应恢复时间分别缩短了 15.38% 和 16.36%; 在图 6b 中, 电网电压跌落及恢复时, 相较于传统方法, 所提控制策略的频率响应恢复时间分别缩短了 0.13 s 和 0.15 s, 较传统方法分别减小了 19.70% 和 16.67%。

图 6 所示仿真结果表明, 无论是以恒定有功还是恒定无功为控制目标, 相较于传统不平衡 VSG 控制, 采用 MPC-VSG 时域优化控制时, 系统频率恢复速度优势更为明显, 有着相对更好的调频性能, 能够有效增强电网电压不平衡时的系统稳定性。

图 7 给出了不平衡电网电压下的 MPC-VSG 时域优化控制和传统不平衡 VSG 控制方法在两种不同控制目标下的系统有功功率变化波形。



由图 7 可知, 在第 1.50 s 电网电压跌落以及第 3.00 s 电压恢复时, 图 7a 中不平衡 MPC-VSG 时域优化控制策略相对而言响应速度更快, 有功功率振荡时间分别减少了 0.19 s 和 0.10 s, 较传统方法加速了 35.19% 和 22.22%, 有功功率瞬时峰峰值也分别降低了 2 kW 和 1 kW, 较传统方法分别减小了 30.77% 和 12.50%; 在图 7b 中, 有功功率振荡时间也分别减少了 0.16 s 和 0.15 s, 较传统方法加速了 29.09% 和 33.33%, 有功功率瞬时峰峰值分别降低了 0.80 kW

和 0.35 kW, 较传统方法降低了 32.00% 和 15.91%。所提控制策略使有功功率在更短的时间内恢复稳定, 在两种控制目标下均呈现出良好的动态响应特性。

从图 7b 所示的以恒定有功功率为控制目标的有功功率波形还可看出, 输出有功功率在电网电压跌落后的 2 倍电网基波频率脉动抑制效果最佳, 但是该策略并未明显地进一步抑制有功功率的振荡。

图 8 给出了不平衡电网电压下的 MPC-VSG 时域优化控制和传统不平衡 VSG 控制方法, 在两种不同控制目标下的系统无功功率变化波形。

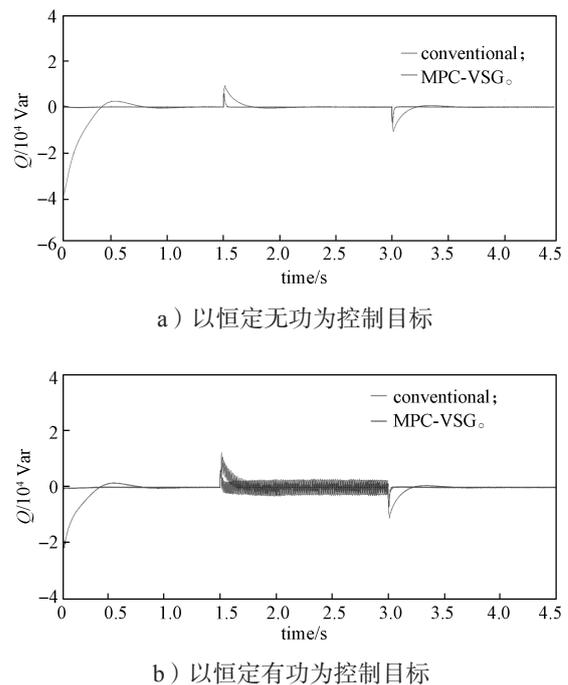


图 8 无功功率的仿真波形对比图

Fig. 8 Reactive power simulation waveform comparison diagram

由图 8 可知, 与传统方法相比, 电网电压在第 1.50 s 跌落和第 3.00 s 恢复时 (图 8a), 电压跌落和恢复瞬间的无功功率震荡时间分别减少了 0.20 s 和 0.16 s, 缩短了传统方法的 80.00% 和 72.72%, 无功功率的瞬时峰峰值分别减小了 3 kVar 和 4 kVar, 降低了传统方法的 33.33% 和 40.00%; 在图 8b 中, 电压跌落和恢复瞬间的无功功率震荡时间分别减少了 0.19 s 和 0.16 s, 缩短了传统方法的 86.36% 和 76.19%, 无功功率的瞬时峰峰值分别减小了 5.5 kVar 和 3.2 kVar, 降低了传统方法的 45.83% 和 31.37%。可以看出, 在图 8a、8b 中, 所提控制策略相较于传统方法, 振荡幅值更小, 振荡时间也更短, 系统暂态稳定性能更佳。且从图 8b 可看出, 以恒定无功为目标时, 电网电压跌落产生的无功振荡有最佳的抑制效果, 但所提控制策略并不能进一步抑制无功功率二倍频脉动。

5 结语

本文针对D-PMSWG系统在电网电压不平衡时的VSG恒定有功和恒定无功控制中存在的电压状态切换过程中频率响应不理想和暂态稳定性问题,提出了电网电压不平衡下的MPC-VSG时域优化控制策略。仿真结果表明,在电网电压跌落和恢复时刻,相对传统方法,在恒定有功和恒定无功两种控制目标下均可参与二次调频,其频率响应恢复速度更快,具备更好的调频特性,且缩短了系统有功功率以及无功功率的暂态过程,并降低了功率的瞬时峰峰值,增强了系统的暂态稳定性。

参考文献:

- [1] 袁明华. 基于VSG的永磁直驱风电系统低电压穿越技术研究[D]. 北京: 北方工业大学, 2019.
YUAN Minghua. Research on Low Voltage Ride Through Technology of Permanent Magnet Direct Drive Wind Power System Based on VSG[D]. Beijing: North China University of Technology, 2019.
- [2] 肖磊. 直驱式永磁同步风力发电机在不平衡电网电压下的控制[D]. 长沙: 湖南大学, 2013.
XIAO Lei. Control on Direct-Drive Wind Turbine with PM Synchronous Generator Under Unbalanced Grid Voltage Conditions[D]. Changsha: Hunan University, 2013.
- [3] 郑天文, 陈来军, 陈天一, 等. 虚拟同步发电机技术及展望[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(21): 165-175.
ZHENG Tianwen, CHEN Laijun, CHEN Tianyi, et al. Review and Prospect of Virtual Synchronous Generator Technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(21): 165-175.
- [4] 刘巨, 姚伟, 文劲宇, 等. 大规模风电参与系统频率调整的技术展望[J]. 电网技术, 2014, 38(3): 638-646.
LIU Ju, YAO Wei, WEN Jinyu, et al. Prospect of Technology for Large-Scale Wind Farm Participating into Power Grid Frequency Regulation[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 638-646.
- [5] 张旭, 陈云龙, 岳帅, 等. 风电参与电力系统调频技术研究的回顾与展望[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1793-1803.
ZHANG Xu, CHEN Yunlong, YUE Shuai, et al. Retrospect and Prospect of Research on Frequency Regulation Technology of Power System by Wind Power[J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1793-1803.
- [6] LOU G N, YANG Q, GU W, et al. An Improved Control Strategy of Virtual Synchronous Generator Under Symmetrical Grid Voltage Sag[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 121: 106093.
- [7] 尚磊, 胡家兵, 袁小明, 等. 电网对称故障下虚拟同步发电机建模与改进控制[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(2): 403-412.
SHANG Lei, HU Jiabing, YUAN Xiaoming, et al. Modeling and Improved Control of Virtual Synchronous Generators Under Symmetrical Faults of Grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 403-412.
- [8] 杨赞, 缪惠宇, 梅飞, 等. 对称电压暂降情况下含无功补偿功能的虚拟同步发电机控制策略[J]. 电测与仪表, 2019, 56(1): 53-59, 75.
YANG Yun, MIAO Huiyu, MEI Fei, et al. Virtual Synchronous Generator Control Strategy with Reactive Power Compensation in Symmetrical Voltage Sagging[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(1): 53-59, 75.
- [9] 李华, 高怀正, 郝悦, 等. 基于虚拟同步发电机低电压穿越的无缝切换控制策略[J]. 太阳能学报, 2021, 42(3): 114-120.
LI Hua, GAO Huaizheng, HAO Yue, et al. Seamless Switching Control Strategy for Low Voltage Ride-Through Based on Virtual Synchronous Generator[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(3): 114-120.
- [10] 年珩, 於妮飒, 曾嵘. 不平衡电压下并网逆变器的预测电流控制技术[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1223-1229.
NIAN Heng, YU Nisa, ZENG Rong. Predictive Current Control for Grid-Connected Inverters Under Unbalanced Grid Voltage[J]. Power System Technology, 2013, 37(5): 1223-1229.
- [11] 万晓凤, 胡海林, 聂晓艺, 等. 电网电压不平衡时的改进虚拟同步机控制策略[J]. 电网技术, 2017, 41(11): 3573-3581.
WAN Xiaofeng, HU Hailin, NIE Xiaoyi, et al. An Improved Control Strategy for Virtual Synchronous Generator Under Unbalanced Grid Voltage[J]. Power System Technology, 2017, 41(11): 3573-3581.
- [12] 陈天一, 陈来军, 汪雨辰, 等. 考虑不平衡电网电压的虚拟同步发电机平衡电流控制方法[J]. 电网技术, 2016, 40(3): 904-909.
CHEN Tianyi, CHEN Laijun, WANG Yuchen, et al. Balanced Current Control of Virtual Synchronous Generator Considering Unbalanced Grid Voltage[J]. Power System Technology, 2016, 40(3): 904-909.
- [13] 张健夺, 吴学智, 唐芬. 电网电压不平衡下的改进虚拟同步机控制方法[J]. 电力电子技术, 2018, 52(5): 28-31.
ZHANG Jianduo, WU Xuezhi, TANG Fen. Improved Control of Virtual Synchronous Generator with

- Unbalanced Grid Voltage[J]. *Power Electronics*, 2018, 52(5): 28–31.
- [14] 乔仁飞. 基于虚拟同步发电机的光伏系统低电压穿越技术研究[D]. 长沙: 湖南大学, 2019.
QIAO Renfei. Research on Low-Voltage Ride-Through Technology of Photovoltaic System Based on Virtual Synchronous Generator[D]. Changsha: Hunan University, 2019.
- [15] 史丽萍, 李俊杰, 祁晓雨, 等. 不平衡电网电压下VSG平衡电流控制策略[J]. *电力电子技术*, 2021, 55(4): 103–106.
SHI Liping, LI Junjie, QI Xiaoyu, et al. VSG Balance Current Control Strategy Under Unbalanced Grid Voltage[J]. *Power Electronics*, 2021, 55(4): 103–106.
- [16] 孙 筠. 电网不平衡工况虚拟同步发电机优化控制[J]. *电力电子技术*, 2021, 55(5): 45–48.
SUN Jun. Optimal Control for Virtual Synchronous Generator Under Condition of Unbalanced Grid Voltage[J]. *Power Electronics*, 2021, 55(5): 45–48.
- [17] 何安然, 侯 凯, 王小红, 等. 不对称条件下的储能虚拟同步发电机低电压穿越控制技术[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(10): 122–127, 156.
HE Anran, HOU Kai, WANG Xiaohong, et al. A Low Voltage Ride Through Control Technique for Energy Storage Virtual Synchronous Generator Under Asymmetric Condition[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(10): 122–127, 156.
- [18] ZHENG T W, CHEN L J, GUO Y, et al. Flexible Unbalanced Control with Peak Current Limitation for Virtual Synchronous Generator Under Voltage Sags[J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2018, 6(1): 61–72.
- [19] 蒋 伟. 模型预测控制的虚拟同步发电机低电压穿越方法[D]. 合肥: 合肥工业大学, 2021.
JIANG Wei. Low Voltage Ride Through of Virtual Synchronous Generator Based on Model Predictive Control[D]. Hefei: Heifei University of Technology, 2021.
- [20] ZHENG X M, SHI X, LI H Y, et al. VSG Control Strategy Based on Model Predictive for Islanded Microgrid Inverter[C]//IECON 2021–47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Toronto: IEEE, 2021: 1–7.
- [21] JONGUDOMKARN J, LIU J, ISE T. Virtual Synchronous Generator Control with Reliable Fault Ride-Through Ability: A Solution Based on Finite-Set Model Predictive Control[J]. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2020, 8(4): 3811–3824.
- [22] LIU T, CHEN A L, GAO F, et al. Double-Loop Control Strategy with Cascaded Model Predictive Control to Improve Frequency Regulation for Islanded Microgrids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022, 13(5): 3954–3967.
- [23] 李帅虎, 向丽珍, 向振宇, 等. 用于改善VSG频率响应的模型预测控制方法[J]. *高电压技术*, 2021, 47(8): 2856–2864.
LI Shuaihu, XIANG Lizhen, XIANG Zhenyu, et al. MPC Control Method for Improving VSG Frequency Response[J]. *High Voltage Engineering*, 2021, 47(8): 2856–2864.
- [24] 陈来军, 王 任, 郑天文, 等. 改善独立微网频率动态特性的虚拟同步发电机模型预测控制[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(3): 40–47.
CHEN Laijun, WANG Ren, ZHENG Tianwen, et al. Model Predictive Control of Virtual Synchronous Generator to Improve Dynamic Characteristic of Frequency for Isolated Microgrid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(3): 40–47.
- [25] LI S H, XIANG L Z, XIANG Z Y. Frequency Response Enhance Control Method Based on Two-Step MPC for VSG[C]//2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration. Changsha: IEEE, 2019: 359–363.
- [26] LONG B, LIAO Y, CHONG K T, et al. Enhancement of Frequency Regulation in AC Microgrid: A Fuzzy-MPC Controlled Virtual Synchronous Generator[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(4): 3138–3149.
- [27] LONG B, LIAO Y, CHONG K T, et al. MPC-Controlled Virtual Synchronous Generator to Enhance Frequency and Voltage Dynamic Performance in Islanded Microgrids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2021, 12(2): 953–964.
- [28] 柴建云, 赵杨阳, 孙旭东, 等. 虚拟同步发电机技术在风力发电系统中的应用与展望[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(9): 17–25, 68.
CHAI Jianyun, ZHAO Yangyang, SUN Xudong, et al. Application and Prospect of Virtual Synchronous Generator Technology in Wind Power Generation System[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(9): 17–25, 68.
- [29] 吴 博, 罗雄麟, 韦明辉, 等. 预测控制工程应用中预测时域的选取分析[J]. *化工自动化及仪表*, 2017, 44(6): 553–558.
WU Bo, LUO Xionglin, WEI Minghui, et al. Analysis of Selecting Predictive Horizons in Engineering of Model Predictive Control[J]. *Control and Instruments in Chemical Industry*, 2017, 44(6): 553–558.

(责任编辑: 廖友媛)